

Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo

Documento de Apoio ao PNE 2050

Dezembro de 2018

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

MINISTRO DE ESTADO
WELLINGTON MOREIRA FRANCO

PRESIDENTE
REIVE BARROS DOS SANTOS

SECRETÁRIO EXECUTIVO
MÁRCIO FELIX CARVALHO BEZERRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
AMILCAR GONÇALVES GUERREIRO

SECRETÁRIO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
JOÃO VICENTE DE CARVALHO VIEIRA

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA
ILDO WILSON GRUDTNER

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ÁLVARO HENRIQUE MATIAS PEREIRA

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL
VICENTE HUMBERTO LÔBO CRUZ

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS
BLOCO U – 5º ANDAR
70065-900 – BRASÍLIA – DF
TEL.: (55 61) 3319 5299
FAX: (55 61) 3319 5067

ESCRITÓRIO CENTRAL

AV. RIO BRANCO, 01 – 11º ANDAR
20090-003 – RIO DE JANEIRO – RJ
TEL.: (55 21) 3512 3100
FAX : (55 21) 3512 3198

WWW.MME.GOV.BR

WWW.EPE.GOV.BR

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

COORDENAÇÃO TÉCNICA

GABRIEL DE FIGUEIREDO DA COSTA

EQUIPE DE APOIO

CLEITON LEANDRO ALVES FERREIRA (ESTAGIÁRIO)

EQUIPE TÉCNICA

DANIEL SILVA MORO

GABRIEL DE FIGUEIREDO DA COSTA

GUSTAVO NACIFF DE ANDRADE

JORGE GONÇALVES BEZERRA JUNIOR

MARCELO FERREIRA ALFRADIQUE

PATRICIA COSTA GONZALEZ DE NUNES

THIAGO IVANOSKI TEIXEIRA

1. Introdução

Este relatório aborda os principais aspectos relacionados ao gás natural e à sua competitividade no setor termelétrico e não termelétrico, bem como discute aspectos regulatórios do desenho de mercado e a integração do setor de gás natural com o setor elétrico.

Diversas referências internacionais indicam um movimento de transição energética para uma matriz mundial com emissões reduzidas em menor participação relativa de combustíveis fósseis (KRAMER, 2018). Estas transformações são induzidas pelas mudanças tecnológicas no setor, como queda nos custos de energia renovável, expectativa de altos custos de emissões, tecnologias de armazenamento, redes inteligentes e recursos distribuídos. Neste contexto, os cenários futuros internacionais apontam papel relevante para o gás natural na transição energética, com demanda mundial crescente pelo insumo.

O papel do gás natural como possível combustível de transição se dá, principalmente, pela existência de infraestrutura já construída e amortizada em diversos países, além do baixo custo de adaptação das instalações industriais que utilizam fontes mais poluentes, como o óleo combustível, no Brasil, e o carvão, no restante do mundo (MIT, 2011). Porém, segundo outros estudos, o papel do gás natural em 2050 será limitado no final do horizonte (a partir de 2040), quando outras fontes renováveis deverão ampliar sua participação nas matrizes energéticas dos países para que as metas de descarbonização sejam alcançadas (MIT, 2011; CAT, 2017).

Sobre esta questão, vale destacar dois aspectos:

(i) O ritmo das transições energéticas pode variar e as mudanças na participação do gás natural dependem do ritmo de avanços tecnológicos e competitividade. Sendo assim, estes fatores constituem-se como incertezas dos cenários;

(ii) Características regionais e nacionais devem ser consideradas nas análises, e não há um caminho de transição que seja aplicável a todos os contextos nacionais. Como consequência, haverá diferentes papéis e relevância para o gás natural em relação aos diferentes países. No contexto brasileiro, por exemplo, há a necessidade da avaliação mais detalhada do uso do gás natural para complementação das fontes renováveis intermitentes e não despacháveis.

Este documento está dividido em 4 outras seções além desta Introdução. Na seção 2, são apresentadas as questões relativas ao desenho de mercado de gás natural em uma visão de abertura de mercado em diversas etapas. Na seção 3, trata-se das questões ligadas à sua integração com o setor elétrico, enquanto na seção 4, são analisadas as questões ligadas à competitividade e as diferentes origens da oferta de gás natural. Por fim, na última seção é apresentada uma série de recomendações gerais para o desenvolvimento do gás natural com vistas a uma inserção virtuosa dessa fonte na matriz energética brasileira.

2. Desenho de Mercado

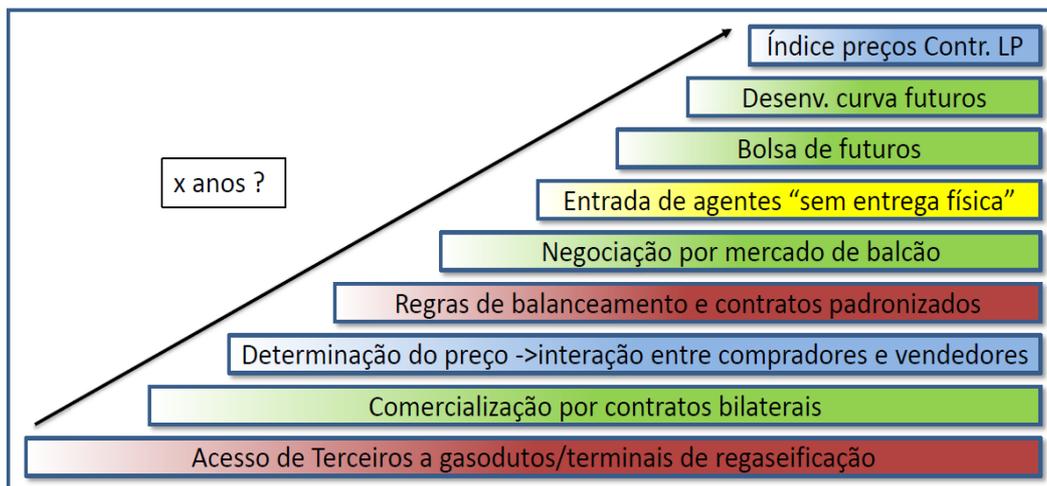
Até então, o setor de gás natural brasileiro tem se caracterizado pela elevada concentração e verticalização, tendo a Petrobras como agente dominante em toda a cadeia, desestímulo à entrada de novos agentes, com barreiras de acesso a infraestruturas essenciais e reduzida transparência na formação de preços. Além disso, outros importantes entraves ao desenvolvimento do setor estão relacionadas às dificuldades tributárias para viabilização do *swap* e aos conflitos de interesse no âmbito estadual – a regulação do serviço de gás canalizado compete aos estados, mas alguns estados têm participação acionária nas distribuidoras.

Contudo, a partir de 2016, a Petrobras passou a sinalizar a realização de importantes desinvestimentos na cadeia de gás natural e energia. A redução de participação da Petrobras na cadeia de

gás acentuou a necessidade de um novo desenho do mercado de gás natural para desenvolvimento de um ambiente propício aos investimentos, com competição e múltiplos agentes.

Na maioria dos países onde há um setor de gás natural aberto e líquido atualmente, seu desenvolvimento passou historicamente por diversas etapas de abertura. Geralmente, era composto por uma empresa dominante (na maioria das vezes estatal), que gerenciava contratos de longo prazo com grandes volumes, e clientes de grande porte, passando posteriormente a angariar vários agentes, com contratos de menores volumes e menores horizontes temporais, e a possibilidade de negociação em mercados futuros (com base em preços definidos nos principais *hubs*). Na Figura 1, estas etapas são apresentadas esquematicamente.

Figura 1 – Etapas de abertura de mercado



"Hubs development 'path to maturity'" – fonte: H.Rogers (OIES)

Fonte: ANP a partir de H. Rogers (OIES).

A abertura do mercado, por sua vez, necessita de um marco legal e regulatório que permita que os diferentes arranjos comerciais sejam realizados, contemplando as necessidades específicas dos diversos agentes em termos de disponibilidade de gás natural, flexibilidade e prazos.

De acordo com o caminho indicado por Rogers (2015), o primeiro passo para a maturidade é o surgimento de ações que permitam o acesso de terceiros às infraestruturas de gasodutos e terminais de regaseificação. Vale destacar que existem complexidades no desenho de mecanismos facilitadores do acesso de terceiros às infraestruturas já estabelecidas, entre elas consideração das possíveis diferenças de características do gás a ser injetado nos terminais de Gás Natural Liquefeito – GNL e unidades de processamento e também elaboração de instrumentos para a compensação do investidor na infraestrutura e desestímulo aos “*free riders*”.

Nesse contexto, diversas áreas da EPE estiveram envolvidas durante o ano de 2017 nas

discussões da Iniciativa Gás para Crescer, com participação no Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural (CT-GN) e em todos os Subcomitês específicos (SC1 a SC8), além do Grupo de Trabalho sobre o Supridor de Última Instância (GT-SUI). Nestes grupos de discussão, foram discutidos diversos aspectos da indústria de gás natural brasileira, além dos aprimoramentos necessários nos marcos regulatório e legal de gás natural para cumprir os objetivos estabelecidos na Resolução CNPE nº 10, de 14 de dezembro de 2016.

Para embasar as discussões, os marcos regulatórios de diversos países foram estudados e comparados, buscando-se identificar as regras aplicáveis ao acesso de terceiros a gasodutos de escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural - UPGN e terminais de GNL, além das melhores práticas internacionais pertinentes à outorga, à operação e à gestão da malha de gasodutos de transporte.

2.1. Contratação de capacidade em gasodutos de transporte

Atualmente, a capacidade de transporte é contratada ponto a ponto, ou seja, os agentes solicitam o transporte de gás natural entre dois pontos distintos, pagando tarifas de transporte dos gasodutos pelos quais o gás natural irá passar.

Com a aprovação da nova Lei do Gás, serão formados Sistemas de Transporte de Gás Natural, com contratação de capacidade na modalidade de entradas e saídas. Isto permitirá uma maior liquidez dentro da mesma zona de mercado, uma vez que as tarifas de transporte serão mais homogêneas e não irão considerar um acúmulo de tarifas de transporte de gasodutos individuais. Ao mesmo tempo, os agentes de oferta e demanda poderão contratar entradas e saídas

separadamente, o que permitirá a entrada de novos agentes no mercado.

Principais mudanças propostas na nova Lei do Gás:

- Contratação independente, pelos carregadores, de capacidade de entrada ou de saída nos Sistema de Transporte;
- Criação de Áreas de Mercado de Capacidade;
- Criação de Pontos Virtuais de Negociação (*virtual hubs*);
- Contratação de capacidade por meio de plataforma eletrônica;
- Mecanismos compulsórios de cessão de capacidade.

2.1. Desverticalização

O marco legal e regulatório atual requer que as empresas carregadora e transportadora sejam desverticalizadas juridicamente, ou seja, há uma separação contábil entre as mesmas, porém é possível haver participação acionária entre elas (exceto para novos gasodutos de transporte).

No novo modelo, haverá critérios de desverticalização com certificação de independência, o que irá aprimorar a transparência e a independência entre estes dois agentes.

Principais mudanças propostas na nova Lei do Gás :

- Transportadores existentes deverão se submeter a processo de certificação de independência regulado pela ANP;
- Transportadores devem construir, ampliar e operar os gasodutos de transporte com independência e autonomia.

2.2. Operação do Sistema de Transporte de Gás Natural

Como mencionado, a operação do Sistema de Transporte de Gás Natural é hoje coordenada pela Petrobras, principalmente pelo controle dos grandes volumes de entrada e saída de gás natural que compõem seu portfólio. No futuro, esta operação será coordenada por um Gestor de Área de Mercado formado por transportadores independentes, sem a criação de novo ente.

Principais mudanças propostas na nova Lei do Gás:

- Transportadores deverão constituir Gestor da Área de Mercado para atuação coordenada na operação do Sistema;
- Competências e obrigações do Gestor da Área de Mercado:
 - publicar, de forma transparente, informações acerca das capacidades e tarifas de transporte;
 - conciliar os planos de manutenção das instalações; e
 - submeter o Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte à aprovação da ANP.

2.3. Regime de outorga de gasodutos

Atualmente, novos gasodutos são outorgados pelo regime de concessão, mediante planejamento realizado pelo MME com base nos estudos da EPE. No novo modelo, os estudos de planejamento da EPE terão caráter mais indicativo, e novos gasodutos irão seguir regime de autorização, com possibilidade de contestação por outros transportadores interessados.

Principais mudanças trazidas pela nova Lei do Gás:

- Outorga de autorização para transporte de gás natural, com possibilidade de contestação por outros transportadores interessados;
- Planejamento indicativo pela EPE, considerando os planos de investimentos dos

transportadores, o planejamento energético e demais informações do mercado;

- Tarifas de transporte serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP,

2.4. Regime de outorga de ESGN

No caso da Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN), é atualmente vigente o modelo de Concessão, com base na Lei 8.666/93. Na nova Lei do Gás, é contemplado o modelo de autorização.

Principais mudanças trazidas pela nova Lei do Gás:

- As formações geológicas que serão objeto da autorização serão estabelecidas pelo Poder Concedente ou, por delegação, pela ANP;

2.5. Acesso aos gasodutos de escoamento, às UPGN e aos terminais de GNL

No modelo atual, os agentes podem negociar o acesso aos gasodutos de escoamento, às UPGNs e aos terminais de GNL de forma facultativa, sem regras definidas. No novo modelo, o acesso será negociado e não discriminatório, garantida a prioridade de acesso do proprietário. Também serão estabelecidos mecanismos para aprimorar a transparência e a publicização das informações de capacidade ociosa, características técnicas e condições de acesso a cada instalação.

2.6. Detalhamentos Posteriores

Após a aprovação do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013, atualmente em tramitação no Congresso Nacional, serão realizados estudos e reuniões no intuito de definir os detalhamentos da Nova Lei do Gás, assim como sua Regulação e Regulamentação.

Nesse sentido, serão estabelecidas, entre outras, as diretrizes para a elaboração de:

assessorada pela EPE, segundo critérios previamente estabelecidos.

- ANP disponibilizará aos interessados, de forma onerosa, os dados geológicos relativos às áreas com potencial para estocagem;
- Acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea, nos termos da regulação da ANP;
- O gás natural armazenado em formações geológicas não constitui propriedade da União.

Principais mudanças trazidas pela nova Lei do Gás:

- Boas práticas da indústria: códigos de conduta e práticas de acesso;
- Acesso aos terminais de GNL em condições pré-estabelecidas pelos proprietários, nos termos de regulação da ANP;
- Solução de controvérsias pela ANP;
- Prioridade de acesso pelos proprietários das instalações.

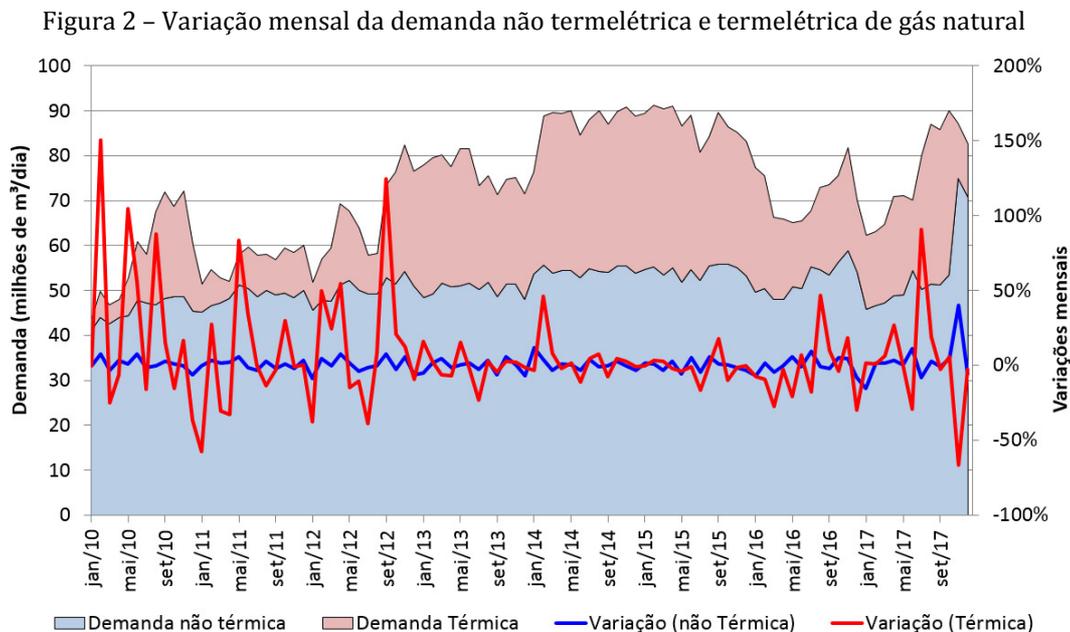
- *Network Codes* – documentos contendo critérios técnicos para interconexões e regras de relacionamento entre os agentes no STGN;
- Plataformas de Reserva de Capacidade – plataformas por meio das quais é feita a consulta da capacidade de transporte disponível, assim como as tarifas vigentes;
- Condições e Termos de uso das instalações – regras para acesso de terceiros a gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL.

3. Integração com o Setor Elétrico

Atualmente, a matriz elétrica brasileira possui cerca de 13 GW de usinas termelétricas a gás natural, representando cerca de 8% da capacidade instalada do país. Esta capacidade tende a aumentar ao longo dos próximos anos, considerando, especialmente, o potencial do gás natural nacional (inclusive pré-sal).

Parte significativa da demanda de gás natural no Brasil destina-se ao atendimento do setor elétrico, que em razão de suas características intrínsecas, especialmente no que tange à alta

participação da fonte hidrelétrica com a respectiva variação intra e interanual do regime hidrológico, impõe elevada variabilidade no consumo ao gás natural. Esta variabilidade tensiona o setor de gás natural que, no atual estágio de desenvolvimento de mercado, busca apoiar seus investimentos sobre contratos de longo prazo, inflexíveis e com cláusulas de *take or pay*. Na Figura 2, é apresentada a variação mensal da demanda não termelétrica e termelétrica de gás natural.



Fonte: elaboração própria a partir de MME (2018).

Ainda em relação a variação da geração de energia a partir de usinas termelétricas, observam-se prováveis mudanças no setor elétrico, podendo citar a previsão da implementação de preços horários no Brasil a partir de 2020. Esta tem como um dos objetivos o estabelecimento de sinais econômicos adequados, com preços críveis, aproximando mais as condições de operação das condições comerciais.

Destaca-se também que, considerando as mudanças na composição da matriz, serão necessários ajustes nos modelos de negócio dos setores de energia para provimento de necessidades sistêmicas distintas das que até então guiavam a expansão da oferta de geração.

O problema da expansão então se amplia além da necessidade de garantia de suprimento de energia, devendo ser observados outros requisitos

sistêmicos como a capacidade de atendimento a demanda a todo instante e a possibilidade de lidar com variações de oferta e demanda, respectivamente denominados como requisitos de capacidade e flexibilidade.

Como consequência, novas formas de contratação surgirão, prevalecendo as opções

tecnológicas mais competitivas e que tragam maior valor ao sistema. E as usinas termelétricas seguramente terão oportunidades relevantes. Neste contexto, é importante destacar que cada requisito possui uma tecnologia mais adequada, específica para tal contexto. A Figura 3 abaixo exemplifica, de maneira geral, determinados requisitos e tecnologias de usinas termelétricas a gás natural.

Figura 3 - Requisitos e tecnologias de usinas termelétricas a gás natural.

	Tipo de Ciclo	Potência Unitária (MW)	Rendimento (%)	CVU - benefício (R\$/MWh)	Rendimento em carga parcial e modularidade	Tempo de partida (min)	Load-following	Ciclagem (partidas e desligamentos)	Capacidade	Flexibilidade (MW/min)
Turbina a Gás Industrial	Simples									
Turbina Gás Aeroderivada	Simples									
Turbina Gás - Ciclo Combinado	Combinado									
Motor Combustão Interna	Simples									

Um desafio adicional está diretamente relacionado com a celeridade da abertura do mercado de gás natural. À medida que o mercado de gás se torna mais líquido, com mais agentes, mais competitivo e o recurso mais abundante e com preços menores, a oferta de empreendimentos termelétricos se amplia e lógica de contratação da fonte no mercado de energia elétrica também é afetada, sendo fundamental o avanço nas discussões associadas a maior harmonização entre o setor de gás natural e o setor elétrico.

Nesse contexto, cabe evidenciar discussões iniciadas no subcomitê SC-08 da iniciativa Gás para Crescer, criado especificamente para tratar da

harmonização entre os referidos setores. Com base em relatório produzido pelo grupo já podem ser observados alguns avanços de curto prazo, em documentos infra legais e discussões avançadas. Entre eles, destacam-se:

- Possível adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de gás;
- Possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade;
- Fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e Rfcomb;
- Flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e Rfcomb (desvinculação);

Entretanto, temas com discussão iniciada no grupo ainda carecem de maior maturidade e estudos, dentre os quais destacam-se:

- Prazos de contratos de gás com horizonte rolante;
- Horizontes rolantes para comprovação de reservas (gás nacional);
- Limites inferiores e superiores de compromisso de geração para empreendimentos UTEs do tipo “Gas to Wire”, com verificação plurianual;
- Procedimentos de programação da operação / Pré-despacho e remuneração de custos de ciclagem;
- Institucionalização de ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado gás – energia elétrica;
- Critérios de despacho por carga de GNL;
- Armazenamento virtual para gestão de variabilidade de demanda;
- Leilões coordenados de termelétricas e gasodutos.

As discussões em curso associadas à alteração do marco regulatório do setor de energia elétrica, iniciadas na Consulta Pública n.º 33, de 05 de julho de 2017, também alavancam as incertezas associadas ao futuro. Para um setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo é importante que ações propostas sejam coordenadas e sequenciais, sob o risco de se produzir um marco regulatório no setor de eletricidade insustentável no longo prazo.

E, especificamente no caso do gás natural, um desafio adicional diz respeito a como expandir a participação da fonte em um setor de energia elétrica tão diversificado quanto o brasileiro que, mesmo com demanda crescente, não seria capaz de absorver toda a oferta que se espera no longo prazo com a ampliação do mercado de gás. Dessa forma, é relevante ainda o estabelecimento de medidas que viabilizem e incentivem a monetização do gás no mercado internacional, assim como possibilitem uma expansão estruturada, independente de mercado interno.

4. Competitividade

4.1. Preços

No horizonte até 2050, a trajetória do preço do gás natural no Brasil oscilará em função, entre outros fatores, de: competitividade com combustíveis substitutos, competição entre os agentes e seu poder de negociação nas diferentes etapas de transação da cadeia de valor, necessidade de monetização do gás natural associado, e balanço entre demanda e oferta. Além disso, a entrada de novos terminais de regaseificação no horizonte de estudos pode ampliar a influência do mercado internacional de GNL na dinâmica de formação de preços de gás natural no País.

Cabe ressaltar que as estratégias comerciais dos ofertantes podem resultar tanto na definição de preço médio para a “cesta” de gás natural disponibilizada ao mercado (origens diversas), quanto na formação de uma curva de preços em degraus por origem do gás natural (preços distintos por “blocos” de volume). Outro fator que também pode influenciar os preços internos de gás natural é a forma de precificação de GNL com indexação ao Henry Hub, ao NBP, ao JCC, ou a uma combinação

destes. Porém, estima-se que com a abertura do mercado de gás natural e sua crescente liquidez ao longo do horizonte até 2050, os contratos sejam negociados entre mais agentes, com maior competição, menores prazos e volumes mais particionados, portanto com preços específicos dependendo da fonte de gás natural e das condições de flexibilidade oferecidas.

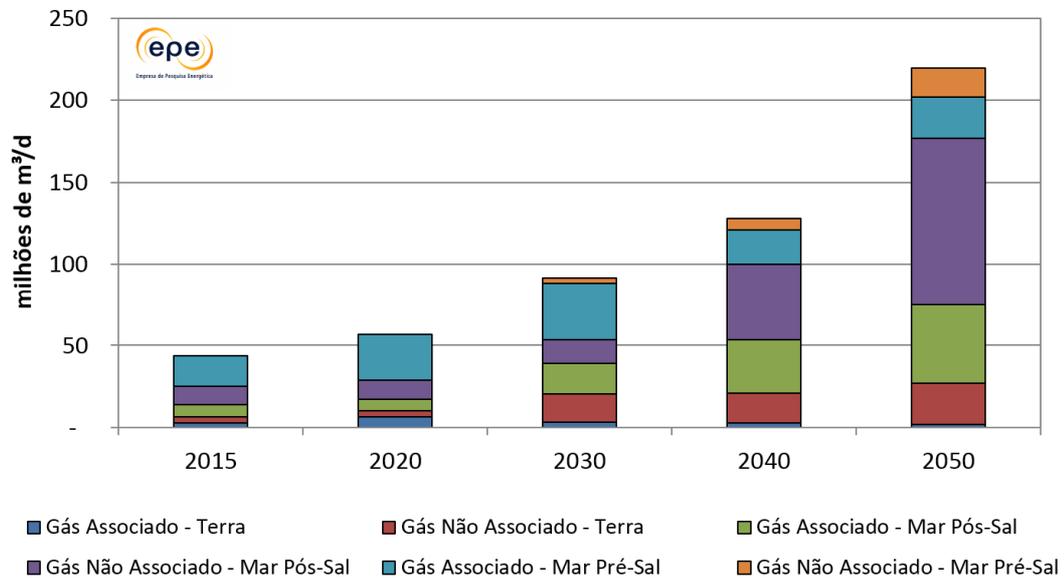
Sendo assim, estima-se que o gás natural produzido nacionalmente seja comercializado por valores mínimos entre US\$ 2 e US\$ 4 /MMBtu (preços de oferta), chegando a uma competitividade de 100% com o Óleo Combustível na faixa de US\$ 6 a US\$ 10 /MMBtu (preços de disponibilização), mesma faixa de preços do gás natural importado via gasodutos. Projeta-se que o gás natural importado via GNL, por sua vez, será vendido a valores na faixa de US\$ 10 a US\$ 14/MMBtu, já regaseificado. Estes valores não incluem impostos, tarifa de transporte e de distribuição, e se encontram referenciados à data-base dezembro de 2016.

4.2. Oferta potencial doméstica de gás natural convencional

A premissa adotada foi de que haverá aproveitamento do gás natural convencional produzido nacionalmente, a partir do Pré-Sal, e de gás não associado no Pós-Sal, entre outros ambientes exploratórios, o que permitirá o aumento de 5% ao ano, até atingir cerca de 220 milhões de m³/dia em 2050, conforme observado na Figura 3.

Para que esta oferta potencial se realize, a capacidade nacional de processamento de gás natural terá que se expandir em cerca de 120 milhões de m³/dia de gás natural úmido (GNU), além das ampliações em andamento e previstas. Esta expansão corresponderia a investimentos em UPGN até 2050 da ordem de 36 bilhões de reais.

Figura 4 – Projeção da oferta potencial de gás natural nacional convencional



Nota: Oferta Potencial baseada nas projeções de referência da produção líquida potencial nacional.
Fonte: elaboração própria.

Cabe ressaltar que o nível atual de conhecimento em relação aos recursos não convencionais é menor do que o referente a recursos convencionais, o que pode resultar em incertezas em relação ao volume recuperável e à economicidade de sua produção. Dessa forma, não foi considerada sua produção integral, e estes tipos de recursos serão analisados separadamente.

Além da oferta potencial de gás natural convencional produzido nacionalmente, o Brasil poderá contar com volumes oriundos de importação para ampliar a base potencial de oferta a ser disponibilizada ao mercado, além da produção de gás natural não convencional.

Em todos os casos, foi considerada a possibilidade de utilização da capacidade de transporte atual do gasoduto GASBOL (30 milhões de m^3 /dia), e dos terminais de GNL existentes na Baía de Guanabara/RJ, na Baía de Todos os Santos/BA, e em Pecém/CE (total de 41 milhões de m^3 /dia), além do terminal de GNL previsto para entrar em operação em 2020 em Barra dos Coqueiros/SE (14 milhões de m^3 /dia).

Ressalte-se que os terminais flutuantes de GNL contam com uma infraestrutura de píeres e equipamentos para atracação e movimentação do GNL, assim como instalações complementares e de conexão à malha. Sendo assim, os navios regaseificadores (FSRU) podem ser descontratados ou recontratados no horizonte de estudo, mas a infraestrutura dos terminais continuará disponível para utilização.

A seguir, serão avaliadas algumas estratégias possíveis para composição da oferta adicional requerida para atendimento às trajetórias de demanda. Serão abordadas a utilização do gás natural não convencional produzido nacionalmente, a expansão da capacidade de importação via GNL, e a importação via gasodutos internacionais. Estas estratégias podem ser utilizadas separadamente ou em conjunto, dependendo de sua viabilidade técnica, econômica e socioambiental, além da flexibilidade requerida para o atendimento de cada tipo de demanda.

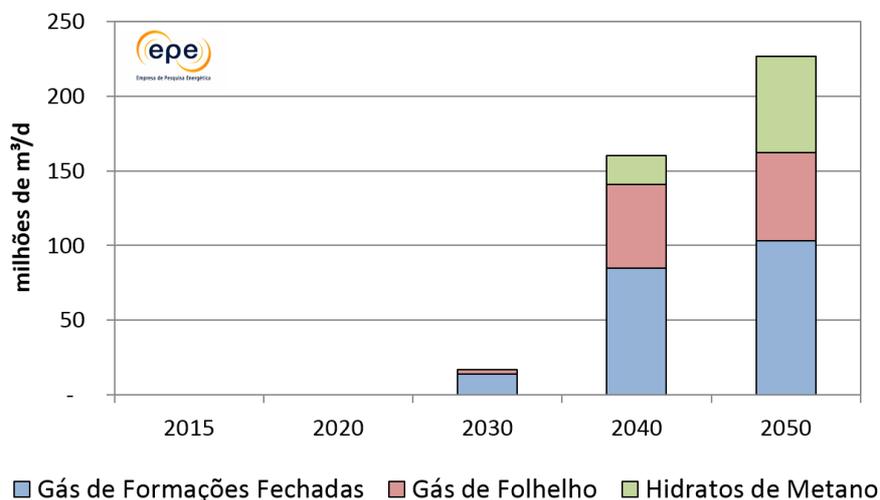
4.3. Projeções de Produção de Gás Natural não convencional

As projeções de produção de gás natural não convencional no Brasil apontam para um grande potencial de produção a partir de formações fechadas, de folhelho e de hidratos de metano. Porém, estes recursos possuem maior incerteza do que os recursos convencionais no que toca aos volumes in situ, ao desenvolvimento da tecnologia, além dos custos necessários à sua produção. Estima-se, por exemplo, que a produção de gás natural a

partir de hidratos de metano é em média mais cara que a produção convencional, e ainda devem ser resolvidos alguns desafios tecnológicos para sua realização em escala comercial (EPE, 2017).

Na Figura 5, é apresentada a projeção de oferta potencial de gás natural a partir de recursos não convencionais.

Figura 5 – Projeção da oferta potencial de gás natural nacional não convencional



Fonte: elaboração própria EPE.

O Brasil poderá produzir, em 2050, aproximadamente 230 milhões de m³/dia de gás natural a partir de recursos não convencionais, valor da mesma ordem de grandeza da oferta potencial de recursos convencionais. Portanto, dependendo das condições de viabilidade, o gás natural não convencional pode vir a dobrar o volume disponibilizado ao mercado, incentivando a expansão da demanda.

O gás natural não convencional também pode incentivar a interiorização da infraestrutura de gasodutos de transporte, uma vez que sua produção se dará em grande parte nas Bacias do São Francisco/MG e do Parnaíba/MA. Além disso, o potencial para produção de gás natural a partir de hidratos de metano está localizado nas Bacias da Foz do Amazonas/AP e de Pelotas/RS, o que permitiria a expansão da infraestrutura em localidades onde ainda não há produção ou consumo de gás natural.

4.4. Importações

4.4.1. Importação via GNL

Em janeiro de 2017, a capacidade de liquefação no mundo era de aproximadamente 1.300 milhões de m³/dia. O Catar é atualmente o maior exportador de GNL, todavia pode ser ultrapassado nos próximos anos pela Austrália, que possui vários terminais de liquefação em construção, e em 2022 deve ser o país com a maior capacidade instalada de liquefação (IGU, 2017). Estima-se que a oferta de GNL poderá aumentar cerca de 40% até 2030, chegando a 1.750 milhões de m³/dia (FGE, 2016). Caso, após 2030, a capacidade de liquefação aumente no mesmo ritmo do aumento da demanda mundial por GNL estimado até 2030, a oferta mundial poderá se aproximar de 3.900 milhões de m³/dia em 2050.

A oferta de GNL proveniente de navios-plataforma (Floating LNG - FLNG) poderá se tornar cada vez mais frequente, complementando a produção dos terminais terrestres. Trata-se da construção de navios já adaptados para processar e liquefazer o gás natural e armazenar o GNL. Essa nova tecnologia pode permitir a produção em campos descobertos longe da costa, em campos menores, entre outros.

No que se refere à capacidade mundial de regaseificação de GNL, esta foi de cerca de 3.000 milhões de m³/dia em janeiro de 2017, sendo dividida em 34 países, com o Japão possuindo a maior capacidade no mundo, de aproximadamente 750 milhões de m³/dia (IGU, 2017).

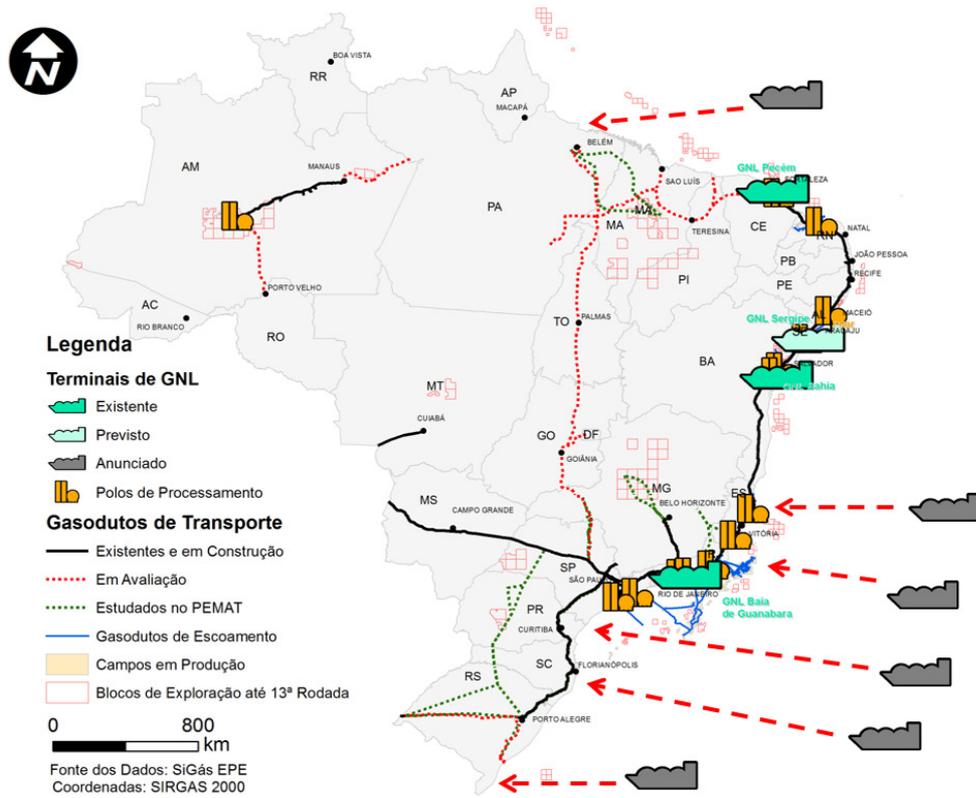
Neste mesmo mês, a capacidade instalada de regaseificação de GNL no Brasil era igual a

aproximadamente 3% da capacidade mundial de liquefação do produto. Considerou-se neste estudo que a capacidade nacional de regaseificação acompanharia o ritmo do crescimento do mercado internacional, sendo mantido o mesmo percentual de participação. Desta forma, poderiam ser instalados até 2050, no Brasil, aproximadamente 60 milhões de m³/dia de capacidade de regaseificação além da capacidade existente e prevista, o que corresponderia a 4 novos terminais de GNL. Neste caso, o Brasil se aproximará em 2050 do atual volume de regaseificação dos terminais do Reino Unido (cerca de 150 milhões de m³/dia).

A importação de GNL ocorre, primariamente, para o atendimento às termelétricas em anos com regime hídrico mais baixo, devido à maior flexibilidade na obtenção e utilização deste combustível. Porém, novos terminais de GNL também podem ser construídos para o suprimento de UTEs a gás natural de ciclo aberto, que seriam uma das alternativas possíveis para atendimento da ponta e da intermitência no setor elétrico. Neste caso, o GNL seria importado de forma flexível, ou armazenado e regaseificado conforme o necessário.

Apenas a título de exemplo, são apresentados na Figura 6 a seguir alguns projetos de terminais de regaseificação que estão em avaliação ou em discussão. Cabe ressaltar que estes projetos possuem graus diferentes de maturidade e não estão, em geral, confirmados (alguns serão, provavelmente, mutuamente exclusivos).

Figura 6 – Terminais de GNL em estudo no Brasil



Fonte: elaboração própria.

4.4.1. Importação via gasodutos internacionais

A interligação energética com outros países da América do Sul permite usufruir de vantagens logísticas nas regiões de fronteira, obter uma maior diversificação no suprimento de gás natural e proporcionar maior segurança energética ao País, além de fortalecer os laços de desenvolvimento e investimento no continente, em uma relação benéfica aos países participantes dos acordos comerciais.

No caso da importação via gasodutos, o Brasil poderia contar com gás natural de países da América

Latina que venham a ter excedentes deste energético. A importação adicional por gasodutos de países vizinhos consiste numa premissa razoável, uma vez que estudos apontam para um potencial relevante de recursos convencionais e não convencionais na América do Sul.

Como nos outros casos, esta estratégia depende da competitividade do gás natural proveniente destes países, e este tema será melhor detalhado no Relatório sobre Integração Energética na América Latina.

5. Recomendações

Observa-se que a participação do gás natural entre os segmentos consumidores no horizonte até 2050 será muito influenciada por questões de competitividade frente a outros combustíveis, além da competição entre o gás natural proveniente de diferentes fontes. Especificamente quanto à utilização como combustível para usinas termelétricas (UTES), vale destacar que atualmente o gás natural desempenha um papel de relevante de complementação para sazonalidades e intermitências no setor elétrico, e poderá ter papel relevante como combustível de transição entre fontes mais poluentes e energias renováveis.

Independente do direcionamento específico dos volumes de gás natural, estima-se que a oferta nacional irá aumentar até 2050, principalmente aquela proveniente dos campos do Pré-Sal. Sendo assim, haverá competição entre o gás natural nacional, o GNL importado e as importações da Bolívia (e possivelmente de outros países), que influenciará a definição dos preços do insumo em território nacional. Pelo lado da demanda, há ainda a competição com outras fontes energéticas, o que também influenciará os volumes consumidos e a necessidade de maiores ou menores importações.

Vale destacar a necessidade de acompanhamento do processo de abertura que se iniciará com a aprovação de uma Nova Lei do Gás bem como a necessidade de atualização e reavaliação medidas de estímulo à competição do setor de gás natural no Brasil durante todo o horizonte de análise.

A partir dos aspectos e condicionantes apresentados sobre a oferta de gás natural, sua competitividade e interface com o setor elétrico, são elencadas abaixo algumas recomendações de ações com potencial de prover suporte para a participação do gás nos mercados energéticos brasileiros até 2050. As recomendações têm caráter geral e são agrupadas em medidas para estímulo da competição no setor e medidas específicas para integração dos setores de gás natural e elétrico. Muitas das recomendações elencadas já foram debatidas no âmbito do Gás para Crescer e requerem detalhamento futuro para implementação. As recomendações para estímulo à competição que estão nos campos de médio prazo supõem implementação até 2030, ao passo que as recomendações que estão nos campos de longo prazo se estendem até o ano de 2050.

5.1. Desenho de mercado e medidas de estímulo à competição

Ações a serem implementadas até 2030

- Estabelecimento de um código de rede para o gás natural
- Definição acerca da criação de um operador independente para a malha de transporte
- Detalhamento das medidas de acesso às infraestruturas essenciais e compartilhamento
- Avaliação de caminhos para a separação entre a comercialização de gás natural e serviços de distribuição de gás canalizado.
- Continuidade dos esforços para harmonização de regras gerais entre as esferas federal e estaduais de regulação dos serviços de gás canalizado.

Ações a serem implementadas até 2050

- Aperfeiçoamento de mecanismos e ajustes no arcabouço regulatório para permitir interação entre compradores e vendedores.
- Redução gradual limites para consumidores livres.
- Plataforma de negociação de gás natural.
- Ações de caráter permanente
- Avaliação contínua dos resultados da implantação das medidas legais e infralegais sobre a competição nos diversos segmentos do setor de gás natural

5.2. Integração entre os setores de Gás Natural e Elétrico

Regras e aspectos contratuais para integração entre o setor elétrico e o de gás natural:

- Prazos de contratos de gás com horizonte rolante
- Horizontes rolantes para comprovação de reservas (gás nacional)
- Limites de compromisso de geração para empreendimentos UTEs do tipo “Gas to Wire”, com verificação plurianual
- Procedimentos de programação da operação / Pré-despacho e remuneração de custos de ciclagem
- Critérios de despacho por carga de GNL
- Armazenamento virtual para gestão de variabilidade de demanda
- Leilões coordenados de termelétricas e gasodutos
- Planejamento e operação das malhas
- Institucionalização de ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado gás – EE

6. Referências

CAPP - Canadian Association of Petroleum Producers. **An Overview of the World LNG Market and Canada's Potential for Exports of LNG** - An Update. 2015.

CAT - Climate Action Tracker. **Foot off the Natural Gas: increased reliance on natural gas in the power sector risks an emissions lock-in.** CAT, junho de 2017.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Hidratos de Metano: aspectos técnicos, econômicos e ambientais.** Nota Técnica.

FGE - Facts Global Energy. **LNG Supply/Demand, Price Forecasts, and Risk Analysis.** Setembro, 2016.

IGU - International Gas Union. **World LNG Report – 2017 Edition.**

KRAMER, Marcel. **The Role of Natural Gas in the Energy Transition.** Apresentação da International Gas Union na 27th World Gas Conference, junho de 2018.

MIT - Massachusetts Institute of Technology. **The future of Natural Gas.** Estados Unidos: MIT, junho de 2011.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural.** Ed. nº 131, Janeiro 2018.

ROGERS, Howard V., (2015). **The impact of lower Gas and Oil prices on global Gas and LNG markets.** Oxford Institute for Energy Studies, 2015.

ROGERS, Howard. **The Evolution of European Traded Gas Hubs.** Oxford Institute for Energy Studies (OIES) Paper. Dezembro de 2015